

# PERENCANAAN SISTEM DISTRIBUSI DENGAN ANALISA ALIRAN DAYA

## Distribution System Planning Use Power Flow Analysis

Hari Prasetijo  
Program Studi Teknik Unsoed Purwokerto

### ABSTRACT

*This paper presents system distribution planning study with minimum investment base for 10 years. The planning will begin from existing condition (first year) and shows migration of system growth from first year until tenth year. The planning constrain are voltage criteria and equipment capability. The study use distribution power flow analysis as metode. The result of this study is distribution power flow analysis can predict equipment profile that out of criteria and this condition make the planning more efective.*

### PENDAHULUAN

Persoalan tegangan (biasanya *undervoltage*) adalah persoalan yang sering terjadi dalam sistem distribusi. Untuk mengetahui kondisi tegangan, pertama memeriksa sekunder trafo distribusi, jika terjadi jatuh tegangan pada bagian sekunder, maka langkah selanjutnya adalah memeriksa pembebanan trafo, pastikan ada atau tidaknya trafo yang *overload*. Jika permasalahan terjadi pada primer trafo distribusi, segala sesuatu yang harus diperiksa adalah:

1. Terjadi pembeban tak seimbang, hal ini dapat menyebabkan terjadinya arus fasa yang tinggi dan akan mengakibatkan jatuh tegangan tinggi.
2. Kapasitor tidak bekerja, menyebabkan faktor daya menjadi turun dan mengakibatkan jatuh tegangan tinggi.

Dalam sistem distribusi listrik analisa aliran daya dapat digunakan ntuk mengetahui :

1. Profil Tegangan (Magnitud dan sudut) pada tiap node.
2. Aliran daya pada tiap segmen saluran (kW dan kVAR).
3. Rugi-rugi tiap saluran dan trafo.
4. Total input pada saluran (kW dan kVAR)
5. Rugi-rugi total saluran dan trafo (kW dan kVAR)

Dari hasil aliran daya ini akan dapat membantu perencanaan untuk tahun berikutnya (tahun ke 2 sampai ke 10) yang mencakup: penambahan jaringan dan peralatan baru, penambahan jumlah konsumen, dan menganalisa persoalan tegangan (jatuh tegangan). Kemudian menentukan besarnya biaya investasi minimum yang diperlukan agar kriteria dapat dipenuhi.

### PEMBEBANAN TRAFODISTRIBUSI

Trafo distribusi memberikan keluaran sesuai dengan rating keluarannya, apabila diaplikasikan pada kondisi berikut:

1. Tegangan sekunder tidak melebihi batas 105% rating. Trafo akan memiliki kVA konstan apabila dioperasikan pada 100% s.d. 105% rating tegangan.

2. Fakor Daya beban (pf) lebih besar dari 80%.
3. Frekuensi lebih besar dari 95% dari rating.

Trafo distrbusi moderen memiliki satuan kenaikan sebesar 65°C, artinya trafo akan memiliki ekspektasi umur normal apabila dioperasikan pada temperatur belitan sebesar 65°C dan titik terpanas pada belitan tidak melebihi 80°C.

### ALOKASI PEMBEBANAN BERDASAR RATING TRAFODISTRIBUSI

Jika hanya rating trafo distribusi yang diketahui, maka saluran dapat dibebani berdasarkan *demand* yang terukur dan rating kVA trafo.

Misalkan node 1 adalah node sumber dengan tegangan sebesar  $V_1$  kV dan asumsikan daya yang terukur di node 1 adalah sebesar  $P_1$  kW dan faktor daya sebesar  $pf_1$ , node 1 terhubung dengan trafo sebanyak  $n$  buah dengan rating sebesar  $kVA_{T1}$ ,  $kVA_{T2}$ ... $kVA_{Tn}$  maka dapat dihitung kVA pada node 1 sebesar :

$$kVA = S_1 = \frac{P_1}{pf_1} \quad (1)$$

Faktor alokasi dapat dihitung dengan persamaan :

$$AF = \frac{S_1}{kVA_{T1} + kVA_{T2} + kVA_{T3} + \dots + kVA_{Tn}} \\ = \frac{S_1}{\sum_{i=1}^n kVA_{Ti}} \quad (2)$$

Sehingga sekarang alokasi untuk tiap trafo dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$S_{Ti} = AF.kVA_{Ti} \quad i = 1..n \quad (3)$$

## KONDISI EKSISTING SISTEM

Kondisi eksisting sistem distribusi terdiri dari topologi jaringan beserta data bus, data

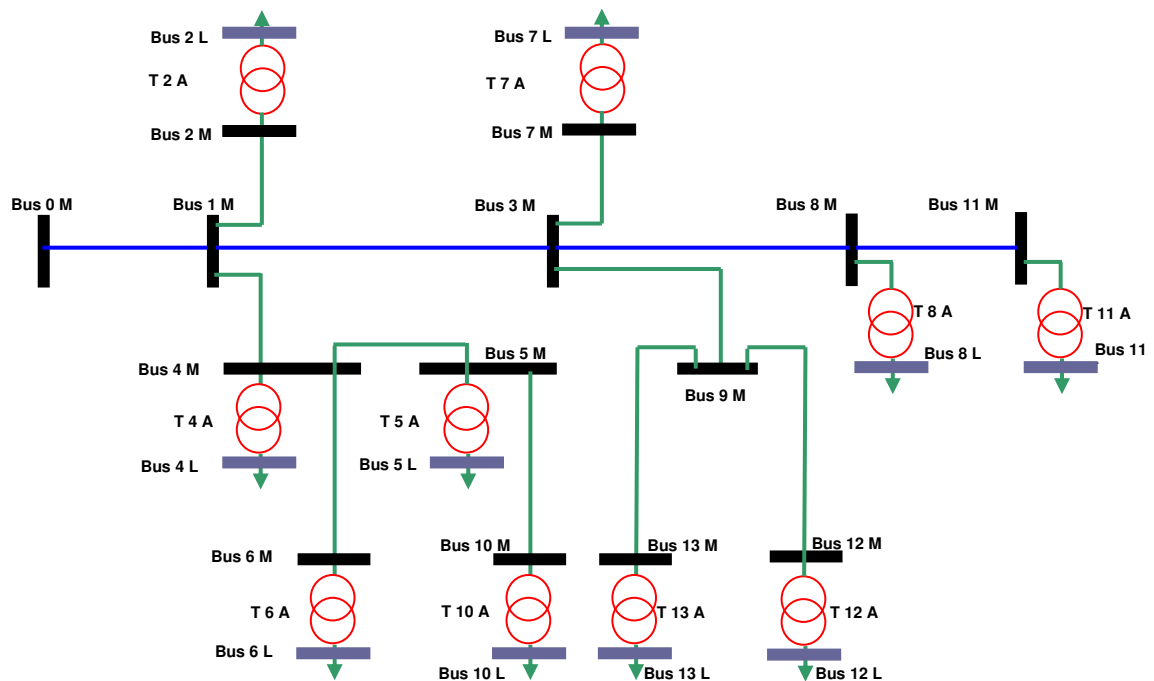
saluran dan data trafo. Data tersebut dapat dilihat pada lampiran sedangkan topologi jaringannya diterangkan berikut ini.

## TOPOLOGI JARINGAN STUDI

Topologi jaringan kasus uji pada studi ini adalah sebagai berikut:

1. Terdiri dari 24 Bus/Node yaitu: 14 Node Tegangan Menengah 20 kV dan 10 Node Tegangan Rendah 380 volt.
2. Memiliki 10 Tarfo 20kV/380 volt

3. Memiliki 13 Cabang/branch yaitu: 4 cabang main dan 9 cabang lateral
- Gambar topologi jaringan digambarkan seperti pada gambar 1 berikut ini



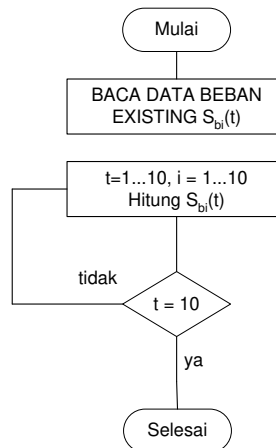
Gambar 1. Topologi Jaringan Kasus Uji

## HASIL DAN ANALISA

Analisa pada kasus uji ini menggunakan metoda yang telah diuraikan secara ringkas pada point sbb:

### a. Hasil perkiraan beban sampai 10 tahun mendatang

Tabel 1 berikut menunjukkan besarnya prakiraan beban sampai dengan 10 tahun mendatang. Diasumsikan pertumbuhan beban adalah sebesar 10%/tahun dan kondisi eksisting bus beban seperti pada tabel A pada lampiran. Diagram alir untuk menghitung prakiraan beban sebagai berikut:



Gambar 2. Diagram alir Untuk Menghitung Prakiraan Beban

Tabel 1. Hasil Prakiraan Beban Sampai 10 Tahun Mendatang

No	Bus	Total Load (Existing)	Thn#2	Thn#3	Thn#4	Thn#5
	ID	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA
1	Bus2L	61.60	67.760	74.536	81.990	90.189
2	Bus4L	200.00	220.000	242.000	266.200	292.820
3	Bus5L	6.80	7.480	8.228	9.051	9.956
4	Bus6L	350.00	385.000	423.500	465.850	512.435
5	Bus7L	61.60	67.760	74.536	81.990	90.189
6	Bus8L	380.00	418.000	459.800	505.780	556.358
7	Bus10L	6.80	7.480	8.228	9.051	9.956
8	Bus11L	13.50	14.850	16.335	17.969	19.765
9	Bus12L	67.50	74.250	81.675	89.843	98.827
10	Bus13L	11.30	12.430	13.673	15.040	16.544

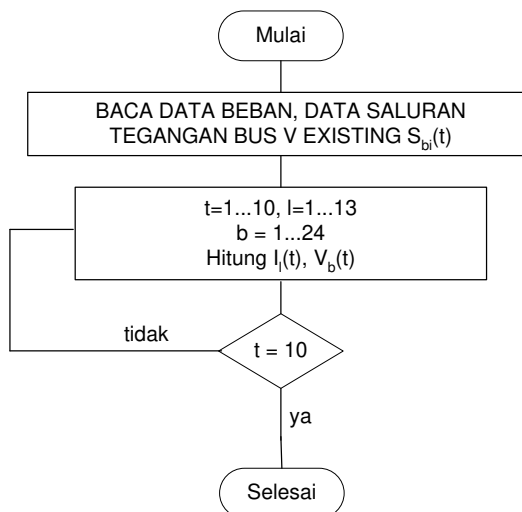
(Sambungan)

No	Bus	Thn#6	Thn#7	Thn#8	Thn#9	Thn#10
	ID	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA
1	Bus2L	99.207	109.128	120.041	132.045	145.250
2	Bus4L	322.102	354.312	389.743	428.718	471.590
3	Bus5L	10.951	12.047	13.251	14.576	16.034
4	Bus6L	563.679	620.046	682.051	750.256	825.282
5	Bus7L	99.207	109.128	120.041	132.045	145.250
6	Bus8L	611.994	673.193	740.512	814.564	896.020
7	Bus10L	10.951	12.047	13.251	14.576	16.034
8	Bus11L	21.742	23.916	26.308	28.938	31.832
9	Bus12L	108.709	119.580	131.538	144.692	159.161
10	Bus13L	18.199	20.019	22.021	24.223	26.645

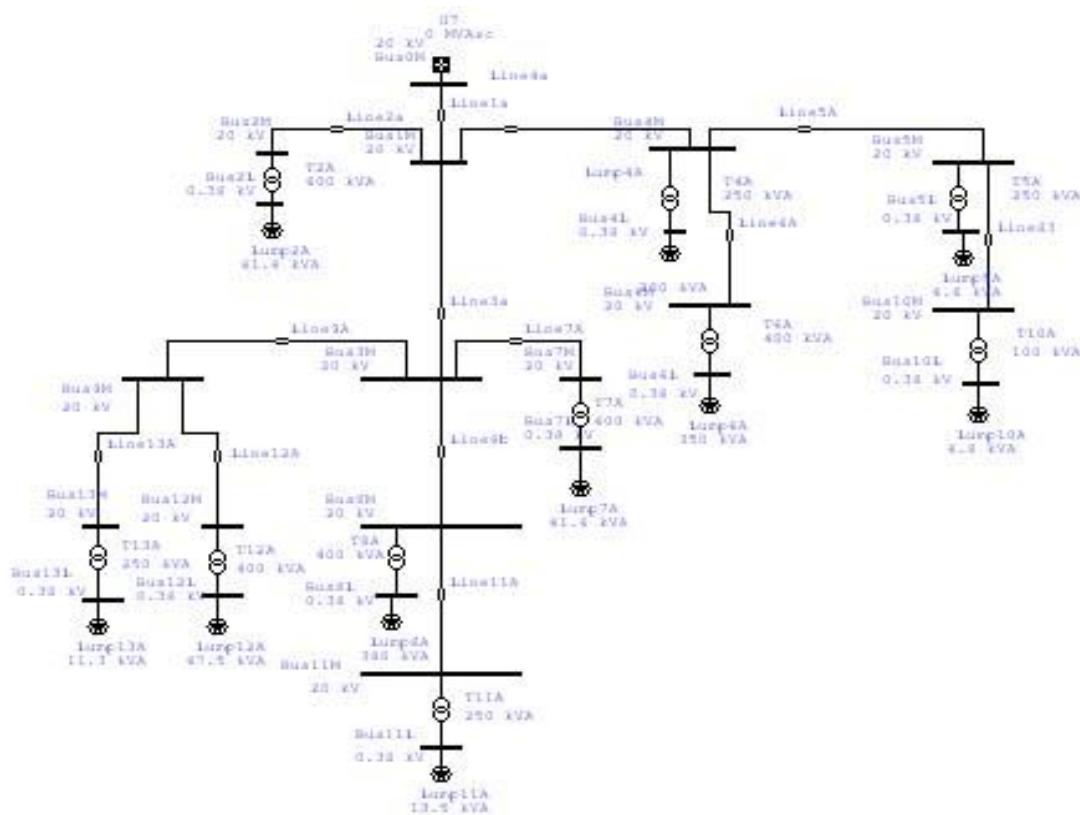
**b. Hasil aliran daya sampai dengan 10 tahun mendatang**

Setelah melakukan perhitungan prakiraan beban maka dilakukan perhitungan aliran daya untuk sepuluh tahun mendatang, dari analisa aliran daya ini akan diketahui

profile (arus saluran tegangan tiap bus) untuk tiap-tiap komponen (bus, saluran dan trafo) pada topologi jaringan yang ada pada kasus uji. Adapun diagram alir aliran daya seperti gambar 3 dan Analisa aliran daya ini menggunakan program aplikasi etap 4 seperti gambar 4.



Gambar 3. Diagram alir Untuk Menghitung Aliran Daya



Gambar 4. Analisa aliran daya menggunakan program aplikasi etap 4

Hasil dari analisa aliran daya ini hanya akan menampilkan aliran daya pada main feeder (line 1 a), yang berguna untuk menghitung *allocation factor* (AF) dan komponen sistem

distribusi (bus dan saluran) yang berada diluar kriteria yang telah ditentukan sebelumnya. Dari analisa aliran daya didapatkan aliran daya pada saluran 1a dan resume komponen sistem

distribusi radial yang berada diluar kriteria sebagai seperti pada tabel 2 dan tabel 3 berikut:

Tabel 2. Aliran Daya pada Saluran 1a.

ID	Tahun ke	MW	Mvar
Line1a	1	0.864	0.750
	2	0.950	0.835
	3	1.045	0.931
	4	1.131	1.019
	5	1.261	1.153
	6	1.390	1.289
	7	1.529	1.438
	8	1.684	1.609
	9	1.849	1.794
	10	2.040	2.015

Tabel 3. Resume Profile Komponen Sistem yang Berada di Luar Kriteria

No	ID	Tahun				
		1	2	3	4	5
1	Bus8L	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis
2	T8A	Marginal	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis
3	T6A	aman	Marginal	Kritis	Kritis	Kritis
4	Bus6L	Marginal	Marginal	Kritis	Kritis	Kritis
5	T4A	aman	aman	Marginal	Marginal	Kritis
6	Bus 4L	aman	aman	aman	Marginal	Marginal

(sambungan)

No	ID	Tahun				
		6	7	8	9	10
1	Bus8L	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis
2	T8A	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis
3	T6A	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis
4	Bus6L	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis
5	T4A	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis	Kritis
6	Bus 4L	Marginal	Marginal	Kritis	Kritis	Kritis

Dari tabel 3 di atas terlihat bahwa sampai dengan tahun ke-10 hanya ada 6 komponen yang berada diluar kriteria, yaitu overload pada trafo dan undervoltage pada bus tegangan rendah. Telah disebutkan sebelumnya, apabila terjadi undervoltage pada tegangan rendah (sisi sekunder), maka langkah yang harus di ambil adalah memeriksa pembebanan trafo yang bersangkutan, apakah pembebanan sudah sesuai dengan faktor alokasi. Faktor alokasi trafo pada tahun ke-1 dapat dihitung sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 AF &= \frac{S_1}{kVA_{T1} + kVA_{T2} + kVA_{T3} + \dots + kVA_{Tn}} \\
 &= \frac{S_1}{\sum_{i=1}^n kVA_{Ti}} \\
 &= \frac{864 + j750}{3500} = \frac{1144 \angle 41^\circ}{3500} \\
 &= 0.326 \angle 41^\circ
 \end{aligned}$$

Faktor alokasi di atas relatif kecil, hal ini disebabkan pembebanan trafo tidak merata, hal ini dapat dilihat dari hasil perhitungan faktor alokasi masing-masing trafo dari tahun eksisting sampai dengan tahun ke-10 dengan

menggunakan persamaan 3 seperti pada tabel 4 berikut:

Tabel 4. Faktor Alokasi Masing-Masing Trafo

No	ID	AF Trafo				
		(Existing)	Thn#2	Thn#3	Thn#4	Thn#5
1	T2A	0.10	0.11	0.12	0.14	0.15
2	T4A	0.80	<b>0.88</b>	<b>0.97</b>	<b>1.06</b>	<b>1.17</b>
3	T5A	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04
4	T6A	<b>0.87</b>	<b>0.96</b>	<b>1.06</b>	<b>1.16</b>	<b>1.28</b>
5	T7A	0.10	0.11	0.12	0.14	0.15
6	T8A	<b>0.95</b>	<b>1.04</b>	<b>1.15</b>	<b>1.26</b>	<b>1.39</b>
7	T10A	0.07	0.07	0.08	0.09	0.10
8	T11A	0.05	0.06	0.07	0.07	0.08
9	T12A	0.17	0.19	0.20	0.22	0.25
10	T13A	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07

(sambungan)

No	ID	AF Trafo				
		Thn#6	Thn#7	Thn#8	Thn#9	Thn#10
1	T2A	0.17	0.18	0.20	0.22	0.24
2	T4A	<b>1.29</b>	<b>1.42</b>	<b>1.56</b>	<b>1.71</b>	<b>1.89</b>
3	T5A	0.04	0.05	0.05	0.06	0.06
4	T6A	<b>1.41</b>	<b>1.55</b>	<b>1.71</b>	<b>1.88</b>	<b>2.06</b>
5	T7A	0.17	0.18	0.20	0.22	0.24
6	T8A	<b>1.53</b>	<b>1.68</b>	<b>1.85</b>	<b>2.04</b>	<b>2.24</b>
7	T10A	0.11	0.12	0.13	0.15	0.16
8	T11A	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13
9	T12A	0.27	0.30	0.33	0.36	0.40
10	T13A	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11

Dari hasil perhitungan faktor alokasi pada tabel 4 di atas terlihat bahwa faktor alokasi masing-masing trafo tidak seragam satu sama lain, hal ini disebabkan karena ada diantara trafo yang memiliki rating kVA tinggi namun dibebani dengan beban yang rendah serta sebaliknya. Sehingga apabila menggunakan AF acuan sebesar 0.326 maka banyak trafo yang dianggap overload (karena AF masing-masing trafo pada tabel 4 > 0.326). Demi efisiensi maka diambil faktor

alokasi sebesar  $0.800 < 41^0$ . Dari faktor alokasi tersebut maka dapat dihitung besarnya trafo yang akan diganti sampai dengan tahun ke-10 dengan menggunakan persamaan:

$$S_{Ti} = AF \cdot kVA_{Ti} \quad i = 1 \dots n$$

$$kVA_{Ti} = \frac{S_{Ti}}{AF}$$

Tabel 5 Kapasitas Trafo yang akan diganti

ID Trafo	MVAold	Beban Tahun ke-10		MVA new (AF=0.80)	kVA Rating new	Diganti Tahun ke
		P (MW)	Q (MVAR)			
T4A	0.250	0.378	0.283	0.590	630 , 4%	4
T6A	0.400	0.661	0.496	1.033	1.250 , 5,5%	2
T8A	0.400	0.628	0.640	1.121	1.250 , 5,5%	1

Dari hasil perhitungan pada tabel 5 di atas dapat ditentukan besarnya biaya

penggantian trafo seperti ditunjukan pada tabel 6 berikut:

Tabel 6. Biaya dan Kapasitas Trafo yang akan diganti

ID Trafo	kVA Rating new	Harga	Diganti Tahun ke
T4A	630 , 4%	u.s.\$ xxx,xxx	4
T6A	1.250 , 5,5%	u.s.\$ xxx,xxx	2
T8A	1.250 , 5,5%	u.s.\$ xxx,xxx	1
Total		u.s.\$ xxx,xxx	

Alternatif lain juga dapat dilakukan dalam rangka manajemen pembebanan trafo, yaitu: mutasi trafo: trafo yang memiliki beban kecil dimutasikan ke beban besar dan begitu sebaliknya seperti ditunjukkan pada tabel 7.

Dari hasil perhitungan pada tabel 7 di atas dapat ditentukan besarnya biaya mutasi dan penggantian trafo seperti ditunjukkan pada tabel 8.

Tabel 7 Kapasitas Trafo yang akan dimutasi/diganti.

ID Trafo	MVAold Trafo	Beban Tahun ke-10		kVA new (AF=0.80)	kVA new Trafo	Diganti/ mutasi Tahun ke
		P (MW)	Q(MVAR)			
T2A	0.600	0.087	0.115	180	400, 6% (mutasi dari T6A)	2
T7A	0.600	0.087	0.115	180	400,6% (mutasi dari T8A)	1
T4A	0.250	0.378	0.283	590	630, 4% (beli)	4
T6A	0.400	0.661	0.496	1033	500, 5,5% (beli) 600, 6.0% (mutasi dari T2A)	2
T8A	0.400	0.628	0.640	1121	630, 5.5% (beli) 600, 6.0% (Mutasi dari T7A)	1

Tabel 8. Biaya Trafo yang akan Diganti/Mutasi

ID Trafo	kVA Rating new	Biaya	Diganti/Mutasi pada Tahun ke
1	Mutasi T2A ke T6A 600 dan Mutasi T6A ke T2A 400	u.s.\$ xxx,xxx	2
2	Mutasi T7A ke T8A 600 dan Mutasi T8A ke T7A 400 ,4%	u.s.\$ xxx,xxx	1
3	Beli T4A 630, 5.5%	u.s.\$ xxx,xxx	4
4	Beli T6A 500, 5.5%	u.s.\$ xxx,xxx	1
5	Beli T8A 630, 5.5%	u.s.\$ xxx,xxx	1
	Total	u.s.\$ xxx,xxx	

## KESIMPULAN

1. Dengan analisa aliran daya dapat ditunjukkan profil peralatan yang berada diluar kriteria, sehingga memudahkan perencanaan.
2. Jatuh tegangan hanya terjadi pada bus tegangan rendah/sekunder, sehingga untuk memperbaikinya hanya memerlukan penggantian trafo pada bus tersebut dengan AF yang sesuai.
3. Tidak ada jatuh tegangan pada bus tegangan menengah, artinya jatuh tegangan pada saluran masih dalam batas kriteria, sehingga tidak dibutuhkan komponen kapasitor maupun regulator.
4. Pembebanan trafo yang tidak merata menyebabkan manajemen trafo tidak efisien.
5. Trafo yang overload dapat diganti maupun dimutasi, dan dibandingkan besar biaya yang dibutuhkan untuk penggantian tersebut dengan biaya yang dibutuhkan untuk mutasi dan penggantian.
6. Sampai dengan tahun ke-10 perencanaan, penggantian atau mutasi

trafo yang diusulkan memiliki AF lebih kecil dari 0,80. Artinya, dengan penggantian dan mutasi trafo tersebut maka sampai dengan tahun ke-10 sistem distribusi cukup aman untuk dioperasikan dan digunakan untuk melayani beban yang ada.

## DAFTAR PUSTAKA

- Brown,R.C.2002."Electric Power Distribution Reliability".Marcel Dekker,Inc.USA.
- Grainger,J.J. 1994."Power System Analysis".McGraw-Hill.USA.
- Kersting,W.H.2002."Distribution System Modelling and Analysis". CRC Press, USA.
- Saadat, H.2004."Power System Analysis". McGraw-Hill.USA.
- Short, T.A. 2004. "Electric Power Distribution Handbook".CRC Press, USA.
- Thakur,T.2006."A New Approach to Load Flow Solution for Radial Distribution System". IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, Venezuela.

## LAMPIRAN

### DATA BUS

Tabel A.Data Bus

No	Bus		Initial Voltage		Generator		Motor Load		Static Load	
	ID	Type	kV	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1	Bus0M	Swing	20.000	100.0	0.0	0.0				
2	Bus1M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
3	Bus2L	Load	0.380	100.0	0.0	0.0	0.039	0.052	0.010	0.013
4	Bus2M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
5	Bus3M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
6	Bus4L	Load	0.380	100.0	0.0	0.0	0.168	0.126	0.042	0.031
7	Bus4M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
8	Bus5L	Load	0.380	100.0	0.0	0.0	0.006	0.004	0.001	0.001
9	Bus5M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
10	Bus6L	Load	0.380	100.0	0.0	0.0	0.293	0.220	0.073	0.055
11	Bus6M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
12	Bus7L	Load	0.380	100.0	0.0	0.0	0.039	0.052	0.010	0.013
13	Bus7M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
14	Bus8L	Load	0.380	100.0	0.0	0.0	0.279	0.284	0.070	0.071
15	Bus8M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
16	Bus9M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
18	Bus10M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
19	Bus11L	Load	0.380	100.0	0.0	0.0	0.011	0.008	0.003	0.002
20	Bus11M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
21	Bus12L	Load	0.380	100.0	0.0	0.0	0.057	0.042	0.014	0.011
22	Bus12M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
23	Bus13L	Load	0.380	100.0	0.0	0.0	0.009	0.007	0.002	0.002
24	Bus13M	Load	20.000	100.0	0.0	0.0				
Jumlah Bus Total = 24					0.000	0.000	0.906	0.800	0.227	0.200

### DATA SALURAN

Tabel B.Data Saluran

No	Line/Cable ID	Length(m)	#/Phase	R	X	Y
1	Line1a	2000.0	1	0.206000	0.301094	0.0000056
2	Line2a	1000.0	1	0.443000	0.358398	0.0000047
3	Line3a	3000.0	1	0.206000	0.301094	0.0000056
4	Line4a	1000.0	1	0.443000	0.358398	0.0000047
5	Line5A	800.0	1	0.443000	0.358398	0.0000047
6	Line6A	1500.0	1	0.443000	0.358398	0.0000047
7	Line7A	1500.0	1	0.443000	0.358398	0.0000047
8	Line8b	8000.0	1	0.206000	0.301094	0.0000056
9	Line9A	3500.0	1	0.443000	0.358398	0.0000047
10	Line11A	1000.0	1	0.206000	0.301094	0.0000056
11	Line12A	1700.0	1	0.443000	0.358398	0.0000047
12	Line13A	1400.0	1	0.443000	0.358398	0.0000047
13	Line83	1500.0	1	0.443000	0.358398	0.0000047

### DATA TRAF0

Tabel C.Data Trafo

No	Transformer ID	Rating			Z Variation		Type
		MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	
1	T2A	0.600	20.000	0.380	6.000	5.8	Std Pos. Seq.
2	T4A	0.250	20.000	0.380	4.000	5.8	Std Pos. Seq.
3	T5A	0.250	20.000	0.380	4.000	5.8	Std Pos. Seq.
4	T6A	0.400	20.000	0.380	6.000	5.8	Std Pos. Seq.
5	T7A	0.600	20.000	0.380	6.000	5.8	Std Pos. Seq.
6	T8A	0.400	20.000	0.380	6.000	5.8	Std Pos. Seq.
7	T10A	0.100	20.000	0.380	2.000	5.8	Std Pos. Seq.
8	T11A	0.250	20.000	0.380	4.000	5.8	Std Pos. Seq.
9	T12A	0.400	20.000	0.380	6.000	5.8	Std Pos. Seq.
10	T13A	0.250	20.000	0.380	4.000	5.8	Std Pos. Seq.